ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ
(ФГУП ВНИИР)
ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

УТВЕРЖДАЮ
Зам. директора ФГУП ВНИИР
по научной работе
_____ М.К. Демиров
"2_____" _____ 2005 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ

Методика выполнения измерений ареометром
в блоке измерений показателей качества нефти
при учетных операциях на СИКН № 232
НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть»

Казань
2005

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНА	Федеральным государственным унитарным предприятием Всероссийским научно – исследовательским институтом расходометрии (ФГУП ВНИИР)
ИСПОЛНИТЕЛИ:	Фишман И.И. – кандидат физико-математических наук, Ибрагимов Т.Ф., Мубаракшин М.Р.
РАЗРАБОТАНА	Межрегиональным открытым акционерным обществом «Нефтеавтоматика» (МОАО «Нефтеавтоматика»)
ИСПОЛНИТЕЛИ:	Глушков Э.И., Фаткуллин А.А.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП ВНИИР 22 декабря 2005 г.
АТТЕСТОВАНА	ФГУП ВНИИР 26 декабря 2005 г. Свид. № 161306-05
ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	ФГУП ВНИИМС 16 января 2006 г.

ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения МОАО «Нефтеавтоматика»

СОДЕРЖАНИЕ

1	Нормы погрешности измерений	1
2	Средства измерений и вспомогательные устройства	1
3	Метод измерений	2
4	Требования безопасности и охраны окружающей среды и к квалификации операторов.....	2
5	Условия выполнения измерений и подготовка к ним.....	2
6	Выполнение измерений	2
7	Обработка результатов измерений	3
8	Оформление результатов измерений.....	4
	Приложение А – Пример пересчета показаний ареометра к условиям измерений плотности плотномером и стандартным условиям	5
	Библиография.....	6

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ	
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ **Методика выполнения измерений ареометром в блоке измерений показателей качества нефти при учетных операциях на СИКН № 232 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть»**	**МИ 2970-2006**

Настоящая рекомендация распространяется на плотность товарной нефти (далее - нефти) и устанавливает методику выполнения её измерений ареометром в блоке измерений показателей качества нефти (далее – БИК) при учетных операциях на СИКН № 232 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть» (далее – МВИ).

Рекомендация разработана в соответствии с положениями МИ 2153, ГОСТ Р ИСО 5725 и ГОСТ Р 8.563.

1 Нормы погрешности измерений

Правильность и прецизионность измерений по настоящей рекомендации соответствуют нижеприведенным значениям, в кг/м^3:

– систематическая погрешность: **плюс 0,71**;

– доверительные границы погрешности МВИ (расширенная неопределенность): **± 0,7.**

2 Средства измерений и вспомогательные устройства

2.1 При выполнении измерений применяют средства измерений и другие технические средства со следующими техническими характеристиками:

2.1.1 Ареометры для нефти АНТ-1 или АН по ГОСТ 18481 с ценой деления 0,5 кг/м^3 и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,5 кг/м^3.

2.1.2 Цилиндр теплоизолированный, внутренним диаметром 45 мм, высотой 520 мм.

2.1.3 Термометры ртутные стеклянные типа ТЛ-4 по ГОСТ 28498 с ценой деления 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С.

2.1.4 Нефрас по ГОСТ 8505 или ТУ 38.401–67–108.

2.1.5 Мешалка.

2.2 Допускается применение других средств измерений с аналогичными или лучшими характеристиками.

3 Метод измерений

Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемую пробу нефти, снятии показаний по шкале ареометра при температуре измерений и пересчете показаний ареометра к требуемым условиям по температуре и давлению.

4 Требования безопасности и охраны окружающей среды к квалификации операторов

4.1 Помещение для выполнения измерений плотности нефти по пожарной опасности относят к категории А согласно НПБ 105.

4.2 Помещение оборудовано устройствами приточно-вытяжной вентиляции и соответствует требованиям правил пожарной безопасности ППБ 01–03.

4.3 Лиц, выполняющих измерения, обеспечивают средствами индивидуальной защиты.

4.4 Легковоспламеняющиеся поверочные и промывочные жидкости хранят в металлических канистрах для хранения нефтепродуктов. Канистры помещают в специально предназначенные для хранения нефти и нефтепродуктов помещения или металлические шкафы.

4.5 К выполнению измерений допускают лиц, прошедших инструктаж по технике безопасности, изучивших настоящую рекомендацию и эксплуатационные документы на применяемые средства измерений и вспомогательное оборудование.

5 Условия выполнения измерений и подготовка к ним

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

5.1 Применяемые средства измерений имеют действующие свидетельства о поверке, опломбированы или имеют оттиски поверительных клейм.

5.2 Нефть по степени подготовки соответствует ГОСТ Р 51858.

5.3 Показатели измеряемой нефти находятся в следующих пределах:

плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м^3 .....от 855 до 880;

вязкость в рабочем диапазоне температур, сСт .....от 8 до 13;

массовая доля воды, %, не более 0,5;

давление насыщенных паров, кПа, не более..... 66,7;

5.4 Условия выполнения измерений:

рабочий диапазон температур нефти, °С .....от 17 до 40;

давление нефти в СИКН, МПа, не более ..... от 0,5 до 1,6;

режим работы СИКН.....непрерывный.

5.5 Пробу нефти отбирают постепенно в течение двух-трех минут в термостатируемый цилиндр в БИК.

6 Выполнение измерений

6.1 Измерения плотности нефти ареометром проводят в БИК.

6.2 Опускают в цилиндр мешалку, делают 3–4 движения мешалкой от дна до уровня нефти и обратно, затем ее вынимают. Опускают в цилиндр термометр. Термометр удерживают в таком положении, чтобы участок шкалы, соответствующий температуре нефти, был на 5–10

мм выше уровня нефти в цилиндре. Образовавшиеся на поверхности пузырьки снимают фильтровальной бумагой или 1–2 каплями нефраса.

6.3 Ареометр осторожно опускают в цилиндр, держа за верхний конец. За 2–3 деления до предполагаемого значения плотности нефти ареометр отпускают, сообщая ему легкое вращение. Часть стержня, расположенная выше уровня погружения ареометра: сухая и чистая. После прекращения колебаний ареометра считывают показания его шкалы с дискретностью 0,1 кг/м^3, то есть одной пятой цены деления шкалы ареометра (0,5 кг/м^3), и показания термометра с дискретностью шкалы термометра (0,1 °С). При этом исключают касание ареометром термометра и стенок цилиндра.

6.4 Показания ареометра наблюдают по верхнему краю мениска, при этом глаз находится на уровне мениска. При использовании ареометров для нефти, градуированных по нижнему мениску, к показанию ареометра прибавляют поправку на мениск, равную 0,7 кг/м^3.

6.5 Вынимают ареометр и термометр, моют нефрасом и сушат на воздухе.

6.6 Вынимают ареометр и повторяют операции по 6.2 - 6.5.

7 Обработка результатов измерений

7.1 Значения плотности нефти по показаниям ареометра при первом и повторном измерениях плотности пробы нефти приводят к условиям измерений объема (плотности) нефти по формулам:

$$\rho_{1tP} = \frac{\rho_1 \times [1 - 0{,}000025 \times (t_1 - t_0)]}{[1 + \beta_1 \times (t - t_1)] \times (1 - \gamma_1 \times P)}, \quad (1)$$

$$\rho_{2tP} = \frac{\rho_2 \times [1 - 0{,}000025 \times (t_2 - t_0)]}{[1 + \beta_2 \times (t - t_2)] \times (1 - \gamma_2 \times P)}, \quad (2)$$

где ρ_{1tP}, ρ_{2tP} – значения плотности нефти по показаниям ареометра, пересчитанные к условиям измерений объема (плотности) нефти, кг/м^3;

ρ_1, ρ_2 – показания ареометра при первом и повторном измерениях (с учетом поправки на мениск при использовании ареометров, отградуированных по нижнему *мениску), кг/м^3;*

β_1, β_2 – коэффициенты объемного расширения нефти при значениях температуры t_1 и t_2 соответственно (таблица А.1 приложения А МИ 2153), °С$^{-1}$;

t_1, t_2 – значения температуры испытания при первом и повторном измерениях плотности нефти ареометром, °С;

γ_1, γ_2 – коэффициенты сжимаемости нефти при температуре t_1 (таблица А.2 приложения А МИ 2153), МПа$^{-1}$;

t, P – значения температуры приведения, °С, и избыточного давления, МПа, нефти при измерениях объема (плотности) нефти;

t_0 – значение температуры градуировки ареометра, равная 15 °С (20 °С) для арео-

метров, отградуированных при 15 °С (20 °С), соответственно.

7.2 При разности между значениями температуры измерений и приведения, превышающей 10 °С, для пересчета показаний ареометра используют программу «Расчет плотности» по МИ 2632.

7.3 Расхождение между приведенными к одинаковым условиям значениями плотности нефти не превышает 0,6 кг/м^3. В противном случае операции по 5.5 и разделу 6 настоящей рекомендации повторяют.

7.4 Значение плотности нефти, приведенное к 20 °С (15 °С) для ареометра, отградуированного при 20 °С, определяют по таблице Б.1 (Б.2) приложения Б МИ 2153, кг/м^3.

7.5 Значение плотности нефти, приведенное к 20 °С (15 °С) для ареометра, отградуированного при 15 °С, определяют по таблице Б.3 (Б.4) приложения Б МИ 2153, кг/м^3.

7.6 Вычисляют средние арифметические значения по приведенным значениям плотности, определенным по 7.1, 7.4, 7.5, и вычитают систематическую погрешность МВИ, равную 0,71 кг/м^3 согласно разделу 1.

7.7 Значения плотности, определенные по 7.6, округляют до четырех значащих цифр и представляют в виде числового значения измеряемой величины с указанием погрешности МВИ (расширенной неопределенности), равной: ± 0,7 кг/м^3 согласно разделу 1. Пример пересчета показаний ареометра приведен в приложении А настоящей рекомендации.

7.8 В случае изменения условий выполнения измерений и подготовки к ним, указанных в разделе 5, оценку правильности и прецизионности метода измерений осуществляют в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725.

8 Оформление результатов измерений

8.1 Результаты показаний ареометра, пересчитанные к условиям измерений объема и к стандартным условиям, записывают в «Паспорт качества нефти» и в «Акт приема-сдачи нефти» по формам, приведенным в приложениях к «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».

8.2 Результаты показаний ареометра, пересчитанные к условиям измерений поточного плотномера в БИК, записывают в журнал контроля метрологических характеристик средств измерений при контроле метрологических характеристик поточного плотномера.

Приложение А

Пример пересчета показаний ареометра к условиям измерений плотности плотномером и стандартным условиям

При измерениях плотности нефти ареометром типа АНТ-1, отградуированным при 20 °С, получены следующие показания ареометра (с учетом поправки на мениск, равной 0,7 кг/м^3):

ρ_1 = 864,9 кг/м^3 при температуре испытания t_1 = 21,7 °С;

ρ_2 = 865,2 кг/м^3 при температуре испытания t_2 = 21,8 °С.

Температура и давление приведения, к которым пересчитывают показания ареометра, равны:

t = 21,9 °С и P = 0,72 МПа.

А.1 Определяют по таблице А.1 приложения А МИ 2153 коэффициенты объемного расширения β_1 (при ρ_1 = 864,9 кг/м^3 и t_1 = 21,7 °С) и β_2 (при ρ_2 = 865,2 кг/м^3 и t_2 = 21,8 °С). Определено: $\beta_1 = \beta_2$ = 0,000818 °С$^{-1}$.

А.2 Так как разность значений температуры испытания и приведения менее 10 °С, то по формулам (1) и (2) пересчитывают показания ареометра к условиям измерений плотномера:

$$\rho_{1tP} \approx \frac{864,9 \times [1 - 0,000025 \times (21,7 - 20)]}{[1 + 0,000818 \times (21,9 - 21,7)] \times (1 - 0,000718 \times 0,72)} = 865,17 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{2tP} \approx \frac{865,2 \times [1 - 0,000025 \times (21,8 - 20)]}{[1 + 0,000818 \times (21,9 - 21,8)] \times (1 - 0,000718 \times 0,72)} = 865,54 \text{ кг/м}^3.$$

В этих формулах коэффициенты $\gamma_1 = \gamma_2$ = 0,000718 МПа$^{-1}$ (определено по таблице А.2 МИ 2153).

А.3 Разность значений плотности: 865,54 – 865,17 = 0,37 кг/м^3 < 0,6 кг/м^3. Условие сходимости соблюдено.

А.4 Вычисляют среднее арифметическое значение плотности и вычитают систематическую погрешность, равную 0,85 кг/м^3: $\rho_{tP} = (865,54 + 865,17)/2 - 0,71 = 864,65$ кг/м^3.

А.5 Определяют по таблице Б.1 МИ 2153 значение плотности при 20 °С:

$\rho_{1,20} = 866,06$ кг/м^3, $\rho_{2,20} = 866,44$ кг/м^3.

А.6 Вычисляют среднее арифметическое значение при 20 °С и вычитают систематическую погрешность: $\rho_{20} = (866,06 + 866,44)/2 - 0,71 = 865,54$ кг/м^3.

А.7 Определяют по таблице Б.2 МИ 2153 значение плотности при 15 °С:

$\rho_{1,15} = 869,59$ кг/м^3, $\rho_{2,15} = 869,96$ кг/м^3.

А.8 Вычисляют среднее арифметическое при 15 °С и вычитают систематическую погрешность:

$\rho_{15} = (869,59 + 869,96)/2 - 0,71 = 869,07$ кг/м^3.

А.9 Округляют полученные результаты до четырех значащих цифр и представляют приведенные значения плотности в виде:

ρ_{tP} = (864,7 ± 0,7) кг/м^3 для (t = 21,9 °С и P = 0,72 МПа),

ρ_{20} = (865,6 ± 0,7) кг/м^3 для (t = 20 °С и P = 0 МПа),

ρ_{15} = (869,1 ± 0,7) кг/м^3 для (t = 15 °С и P = 0 МПа).

Библиография

1 ГОСТ Р 8.563-96 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений.

2 ГОСТ 8505–80 Нефрас С 50/170. Технические условия.

3 ГОСТ 18481–81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия.

4 ГОСТ 28498–90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний.

5 ГОСТ Р ИСО 5725–2002 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений.

6 ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия.

7 МИ 2153–2004 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методикам выполнения измерений ареометром при учетных операциях.

8 МИ 2632–2001 ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета.

9 РМГ 43-2001 ГСИ. Применение «Руководства по выражению неопределенности измерений».

10 «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденные Приказом Минпромэнерго России от 31 марта 2005 года № 69.

11 НПБ 105–03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

12 ППБ 01–03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.

13 ТУ 38.401–67–108–92 Нефрасы С2-80/120 и С3-80/120. Технические условия.

gost.e-ecolog.ru